

INSERCIÓN DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA A TRAVÉS DE INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS DOMICILIARIAS AJUSTADAS A LAS CURVAS TÍPICAS DE DEMANDA RESIDENCIAL

Federico A. Morán¹, Marcos L. Facchini², Domingo H. Pontoriero³, Victor M. Doña⁴

¹²³Instituto de Energía Eléctrica (IEE) - Universidad Nacional de San Juan, Argentina –

Av. Libertador San Martín 1109 (Oeste), CP 5400 San Juan, Argentina

⁴Comisión de Obras y Servicios Públicos – Cámara de Diputados de la Provincia de San Juan

Av. Libertador San Martín y Av. Las Heras, CP 5400 San Juan, Argentina

e-mail: fmoran@iee.unsj.edu.ar, facchini@iee.unsj.edu.ar, dipdona@legsanjuan.gov.ar,

RESUMEN: En el marco del Proyecto Solar San Juan, que se viene desarrollando por iniciativa del gobierno provincial, se están realizando diversos estudios e investigaciones tendientes a ir resolviendo los aspectos administrativos, técnicos, regulatorios y legales a los efectos de ir fundando las bases para el crecimiento de la tecnología fotovoltaica.

En virtud de lo expuesto, se presentan en este trabajo los avances realizados en el análisis de la inserción de sistemas fotovoltaicos conectados a la red eléctrica de distribución en el sector residencial. El mismo se centra en el uso de sistemas fotovoltaicos conectados en forma paralela a la red eléctrica, donde el usuario reduce parcialmente su consumo diario de energía.

Se presenta inicialmente un análisis de las curvas típicas de carga del sector residencial, luego un análisis de propuesta de instalación fotovoltaica en viviendas y el cálculo de su generación, y finalmente un análisis de sensibilidad que permite recomendar los valores máximos de equipos a instalar por tarifa, todo ello en una primera etapa donde se considera que no se inyectaría el excedente de energía generado a la red.

Palabras Claves: Generación Distribuida, Sistema Fotovoltaico, Radiación, Curva de Carga Típica, Energía Fotovoltaica.

INTRODUCCIÓN

En la Provincia de San Juan se ha comenzado a desarrollar el Proyecto Solar San Juan (Doña et al., 2008), que pretende el desarrollo de la energía solar fotovoltaica en todos sus tópicos, desde la producción del silicio grado solar, la fabricación de módulos fotovoltaicos y la inserción y uso de los mismos en el sector residencial, comercial e industrial, y en el montaje de centrales de generación fotovoltaicas de envergadura.

En la última década se ha observado un acentuado interés en la incorporación de generación eléctrica a pequeña escala a nivel de distribución, lo más cerca posible al lugar del consumo, comúnmente conocida como Generación Distribuida (GD) (Pontoriero et al., 2009). Ello se motiva en diversos factores técnicos, económicos y ambientales, entre los cuales se puede citar: el avance tecnológico, la preservación del medioambiente, la creciente necesidad de contar con un suministro de energía eléctrica altamente confiable y con adecuados niveles de calidad y la reducción de las pérdidas de transporte y distribución (Aguilar et al., 2004).

En Argentina, y más precisamente en San Juan, la energía solar fotovoltaica se muestra como una alternativa latente. La existencia de la materia prima para producir silicio, de una planta industrial que podría elaborar silicio con el grado adecuado necesario para las celdas fotovoltaicas y las elevadas radiaciones solares anuales, hacen pensar que se trata de un lugar muy propicio para la generación limpia de electricidad, aventajando a países de Europa y Asia.

El presente trabajo pretende comentar el análisis iniciado en la consideración de generación basada en tecnología fotovoltaica a instalar en las viviendas de los usuarios de un sistema de distribución, con determinados grados de penetración y distribución geográfica. Este tipo de instalaciones son estudiadas y utilizadas en diversos países por ser una forma de conversión de energía proveniente de fuente renovable y además por presentar versatilidad en términos de generación descentralizada.

Como estudios preliminares, a la conexión a red efectiva de los usuarios residenciales, se analiza en este trabajo como es el comportamiento horario de los consumos de las viviendas residenciales para las diferentes bandas tarifarias existentes en la provincia, asimismo se estratificó posteriormente las alternativas de generadores solares fotovoltaicos a instalar y su comportamiento horario, y el cálculo de la energía producida por los mismos. Finalmente se muestra un análisis de propuestas de equipos fotovoltaicos recomendables por bandas tarifarias y para reducción del consumo propio de cada usuario, en una primera etapa sin producción de excedente a inyectar a la red.

El Proyecto Solar San Juan, sin embargo prevé energía fotovoltaica a inyectar a red, es por ello que el presente trabajo sirve de base para el plan estratégico de crecimiento en etapas, que luego podrá superar los valores de instalaciones fotovoltaicas recomendadas para permitir la inyección de los excedentes de la energía a la red, una vez que se vayan resolviendo e implementando los aspectos normativos de administración, regulación y legales que correspondan.

ANÁLISIS DE LA DEMANDA DEL SECTOR RESIDENCIAL

En esta etapa se trabajó con los datos aportados por la campaña de medición realizada en la provincia de San Juan con el motivo de determinar el comportamiento de los consumos que presentan los usuarios del sector residencial, de acuerdo al cuadro tarifario que rige en la provincia.

BANDAS DE TARIFAS EXISTENTES

Los Usuarios del sector residencial, en la provincia de San Juan, se encuentran agrupados en las siguientes categorías (bandas) Tarifarias:

- Tarifa T1-R1 (Consumo ≤ 220 kWh bimestrales)
- Tarifa T1-R2 (Consumo > 220 kWh y ≤ 580 kWh bimestrales)
- Tarifa T1-R3 (Consumos > 580 kWh bimestrales)

Corresponden a la tarifa T1 todos aquellos usuarios de pequeña demanda, cuya potencia máxima promedio de 15 minutos consecutivos es inferior a 10 kW (Kilovatios).

DESARROLLO DE CURVAS DIÁRIAS TÍPICAS DE CARGA

A partir de la campaña de medición registrada a los usuarios residenciales (aproximadamente 150 usuarios), se determinaron curvas representativas de la modalidad de consumo de los usuarios del sector residencial para cada una de las bandas de consumos antes mencionadas, para tres estaciones anuales (Invierno, Resto y Verano) y por tipo de día (hábiles, semi-hábiles o sábado y días no hábiles – domingos y feriados).

A partir de lo antes mencionado se presentan en la Figuras (1), (2) y (3) las curvas de consumo típicas por tipo de usuario correspondiente a Tarifa T1-R1, T1-R2 y T1-R3 para la estación de verano y los distintos tipos de días de la semana.

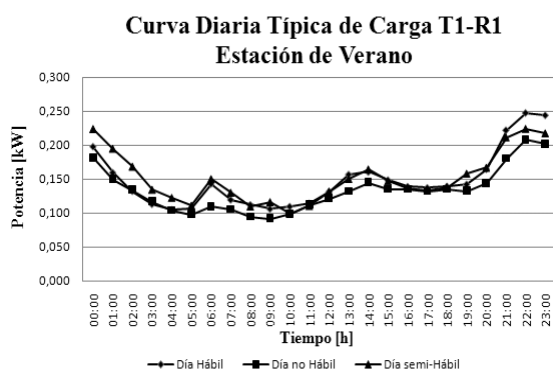


Figura 1: Diagrama de Carga Diario de la Tarifa T1-R1 Estación de Verano.

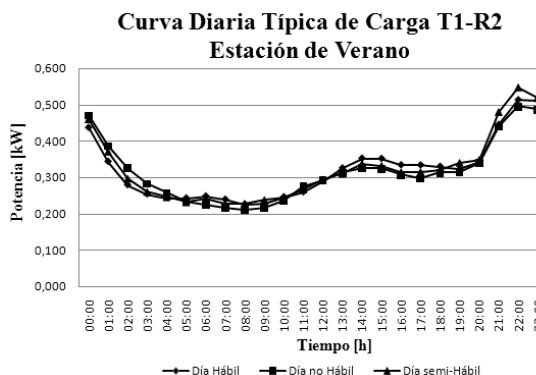


Figura 2: Diagrama de Carga Diario de la Tarifa T1-R2 Estación de Verano.

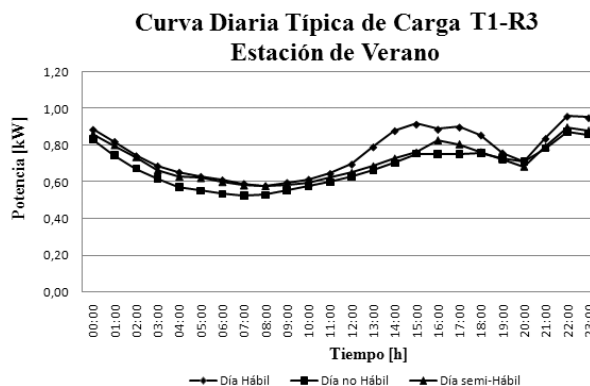


Figura 3: Diagrama de Carga Diario de la Tarifa T1-R3 Estación de Verano.

Si bien se presentan las curvas solamente para Verano, se observa en todos los casos que las curvas para días hábiles son superiores a las de días semi-hábiles y éstas a su vez a las del día no hábil. Asimismo las curvas están graficadas en distintas escalas, alcanzando los picos de 0,248 kW, 0,548 kW y 0,959 kW para las tarifas T1-R1, T1-R2 y T1-R3 respectivamente. Se observan también elevados los picos de demanda de la tarifa T1-R3 en los horarios entre las 13 hs y 18 hs debido al uso de los aires acondicionados en Verano. En la Tabla 1 que sigue se observan los valores de energía típica diaria consumida por bandas.

	INVIERNO			RESTO			VERANO		
	Energía día Hábil [kWh]	Energía día semi-Hábil [kWh]	Energía día no Hábil [kWh]	Energía día Hábil [kWh]	Energía día semi-Hábil [kWh]	Energía día no Hábil [kWh]	Energía día Hábil [kWh]	Energía día semi-Hábil [kWh]	Energía día no Hábil [kWh]
T1-R1	2,954	2,995	2,607	2,887	3,096	2,685	3,549	3,648	3,192
T1-R2	6,948	7,242	6,708	6,322	6,607	6,445	7,710	7,775	7,583
T1-R3	16,942	17,085	16,142	12,789	13,130	12,794	18,218	17,094	16,310

Tabla 1: Valores de energía típica diaria consumida por banda tarifaria y estación anual [kWh].

ANÁLISIS DE LA GENERACIÓN DE ENERGÍA FOTOVOLTAICA

POTENCIA NOMINAL A INSTALAR (P)

En esta etapa se planteó la evaluación de tres casos de potencia a instalar (1 kWp, 2 kWp y 3 kWp) sobre cada vivienda unifamiliar y adicionalmente se incluyó un cuarto caso, cuya potencia a instalar se ha definido sobre la base de la superficie de techo disponible en una casa tipo de los Planes de Viviendas que construye el Instituto Provincial de la Vivienda (IPV) en la provincia, la que alcanza a 55 m². Se ha tenido en cuenta el uso de módulos fotovoltaicos disponibles en el mercado, en este caso: Marca ISOFOTÓN, Modelo IS-165, Potencia pico 165 Wp y dimensiones de (1600x790) mm² = 1,264 m². Para la ubicación de los paneles se contempló la separación de las filas de tal forma que, al mediodía solar del día más desfavorable del periodo de utilización, la sombra de la arista superior de una fila ha de proyectarse, como máximo, sobre la arista inferior de la fila siguiente como se aprecia en la Figura (4). En función de las dimensiones que presentan los paneles y a través del uso de la expresión (1) se determinó la separación entre filas d_2 .

$$d = d_1 + d_2 = \frac{L \times \sin \beta}{\tan \alpha} + \frac{L \times \sin \beta}{\tan \beta} \quad [m] \quad (1)$$

Donde: L es la longitud del módulo fotovoltaico, β es la inclinación del módulo con respecto al plano horizontal de montaje, α es el ángulo de altura, d_1 la proyección de la longitud del módulo sobre la horizontal, d_2 la distancia entre estructura o separación de las filas y d la distancia mínima total entre dos filas consecutivas.

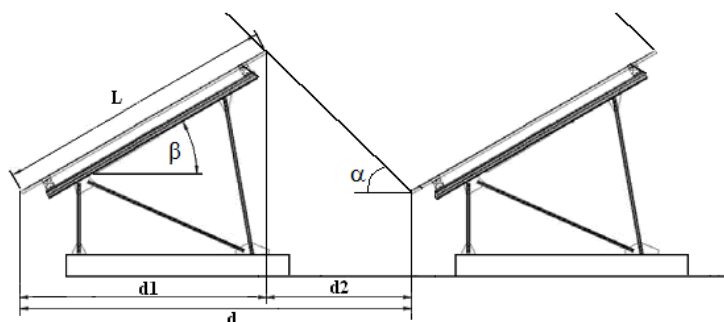


Figura 4: Distancia mínima entre módulos.

En función de las condiciones antes mencionadas y considerando para la Provincia de San Juan un ángulo $\beta = 30^\circ$, como el óptimo anual de inclinación fija de módulos para el mejor aprovechamiento de la radiación solar anual, se podría lograr para esta vivienda tipo de 55 m² la instalación de 23 módulos, lo que totaliza una potencia pico de 3,8 kWp. Asimismo se tendrían para el caso de 1 kWp un total de 6 módulos, para 2 kWp 12 módulos y para 3 kWp 18 módulos.

RADIACIÓN SOLAR (H) Y HORAS SOLARES PICO (HSP)

Los datos de radiación solar horaria se obtuvieron de mediciones realizadas en una estación meteorológica ubicada en el Instituto de Energía Eléctrica de la Facultad de Ingeniería de la Universidad Nacional de San Juan. En la Figura (5) se pueden observar las curvas de radiación diaria promedio obtenidas para las tres estaciones del año que se analizan en este trabajo, a través de las mediciones históricas que se vienen realizando en la Estación.

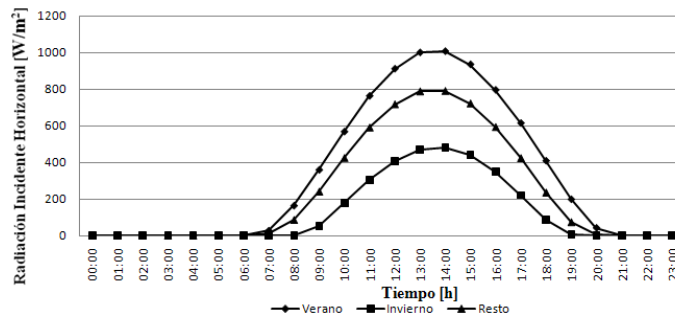


Figura 5: Curva de Radiación diaria por estación para plano horizontal

Se puede apreciar que las horas de radiación se distribuyen alrededor de las 14 del mediodía siguiendo la forma aproximada de una normal, puesto que al mediodía es cuando más alto se encuentra el sol y por lo tanto mayor es la radiación sobre el plano horizontal.

Para la determinación de las horas solares pico (HSP) se analizaron los datos de radiación solar global que incide sobre un metro cuadrado de superficie horizontal en un día medio para la estaciones de Invierno, Verano y Resto (esta última agrupa las estaciones de Otoño y Primavera debido a que presentan características similares en este aspecto para la provincia de San Juan).

Dado que en el presente trabajo se analizan solo sistemas fijos, es decir sin ningún movimiento para el seguimiento del sol, fue necesario analizar la inclinación más conveniente para los paneles y así corregir los valores de radiación obtenidos para plano horizontal. A partir de la latitud de la ciudad de San Juan ($31,5^\circ$) (Grossi et al., 2007), y de una formulación matemática se calcula el ángulo de inclinación óptimo de los paneles para el máximo aprovechamiento de los valores de radiación a lo largo del año. Se adoptó un ángulo $\beta = 30^\circ$, lo cual nos permitió calcular el factor de corrección por inclinación de los paneles “ k ”.

Finalmente, el número de horas solares pico (HSP), término que supone que el panel recibe una radiación constante de 1000 W/m^2 durante un tiempo igual al número de HSP (Bonin et al., 2005), se puede calcular a partir de la expresión (2):

$$HSP = \frac{k \times H}{1000} \left[\frac{Wh / m^2}{W / m^2} = h \right] \quad (2)$$

Donde: H es la Radiación solar horaria que incide sobre un metro cuadrado de superficie en el plano horizontal (“Mediciones de Radiación realizadas por la estación meteorología del Instituto de Energía Eléctrica”) y k es el factor de corrección por inclinación de los paneles.

RENDIMIENTO DEL SISTEMA (η)

La energía generada por la instalación fotovoltaica completa se ve reducida debido a las pérdidas que se producen por diversos factores que afectan la instalación. Estos son:

- **Factor de rendimiento por sombra (FS):** Representa las pérdidas de radiación solar que experimenta una superficie debido a sombras circunstanciales.
- **Factor de rendimiento por polución ambiental (FPOL):** La suciedad acumulada sobre la cubierta transparente del panel reduce el rendimiento del mismo.
- **Factor de rendimiento por incremento de la temperatura ambiental (FT):** Las pérdidas por temperatura son las que más influyen en el rendimiento de la instalación. La potencia nominal de los paneles está definida para 25°C , de tal forma que al aumentar la temperatura ambiente disminuye el rendimiento.
- **Factor de rendimiento por pérdidas en conductores de corriente continua (FCCC):** Normalmente las pérdidas que se producen en conmutadores, fusibles y diodos, toman valores muy pequeños y no son necesario considerarlas. En cambio, las caídas en el cableado sí pueden llegar a ser muy importantes cuando se utilizan tramos largos y se opera a baja tensión en CC.
- **Factor de rendimiento por pérdidas en conductores de corriente alterna (FCCA):** Al igual que las pérdidas en corriente continua, las de alterna son pequeñas en los componentes instalados. Mayores pérdidas en la instalación

se relacionan directamente con la calidad de los materiales, equipos y procesos de montaje, por eso es fundamental usar en todos los casos componentes de la calidad especificada en el diseño.

- **Factor de rendimiento por dispersión de parámetros en módulos (FD):** Las condiciones de trabajo reales de los paneles una vez instalados pueden ser muy diferentes a las del laboratorio. A la hora de llevar a cabo la instalación cada uno de los paneles conectados en serie tendrá su propia curva de I-V y, por tanto, su propio punto de máxima potencia (I_{mp} , V_{mp}) que no tiene por qué coincidir con el resto de los paneles conectados en la misma rama.
- **Factor de rendimiento del inversor (FINV):** El rendimiento del inversor se ve afectado por el porcentaje de potencia al que esté trabajando y la temperatura ambiente, de manera que a medida que aumenta la temperatura el rendimiento disminuye.

De esta manera se puede brindar la expresión (3) para el cálculo del rendimiento total:

$$\eta = FPOL \times FT \times FS \times FCCC \times FD \times FINV \times FCCA \quad (3)$$

GENERACIÓN DIARIA DE ENERGÍA SOLAR (E_g)

En función de lo descrito anteriormente, la energía producida diariamente por un sistema fotovoltaico conectado directamente a la carga, se puede expresar como el producto de tres factores independientes como lo muestra la expresión (4) siguiente:

$$E_g = P \times HSP \times \eta \quad [kWh / día] \quad (4)$$

Donde: P es la potencia nominal, o potencia máxima que entrega el generador en las denominadas condiciones estándar de medida (1000 W/m^2 de radiación, una temperatura de 25°C y una masa de aire espectral de 1,5 (AM)), HSP es el número de horas solares pico y η representa el rendimiento de la instalación fotovoltaica completa.

Para este trabajo, se ha tomado la expresión (4) como una de las posibilidades de calcular la energía fotovoltaica generada por un sistema determinado. Sin embargo existen otras equivalentes.

En las Figuras (6), (7), (8) y (9) se puede apreciar la producción diaria de energía eléctrica que se podría obtener en las estaciones de Verano, Invierno y Resto con una potencia instalada de 1 kWp, 2 kWp, 3 kWp y 3,8 kWp respectivamente.

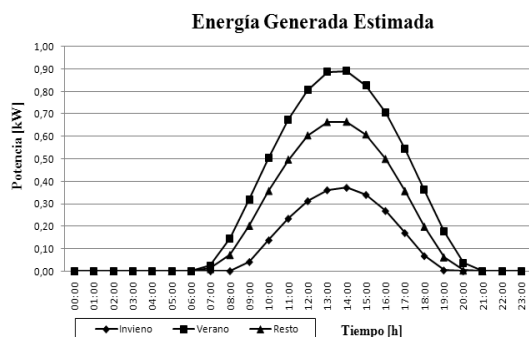


Figura 6: Energía Estimada para una potencia de 1 kWp

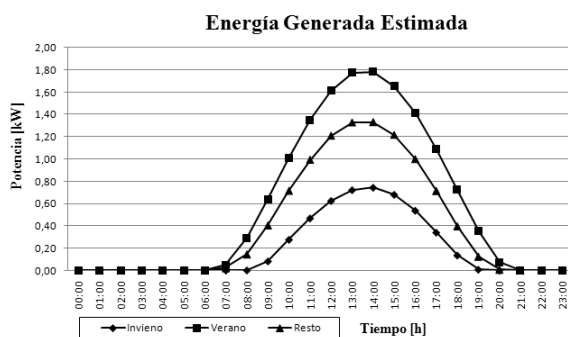


Figura 7: Energía Estimada para una potencia de 2 kWp

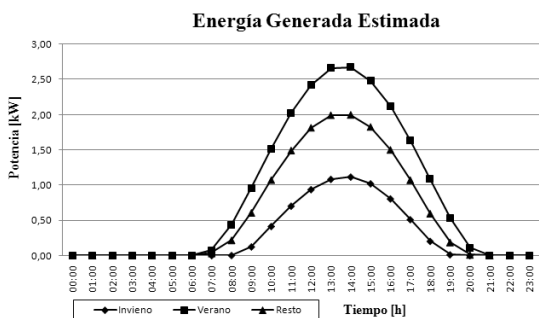


Figura 8: Energía Estimada para una potencia de 3 kWp

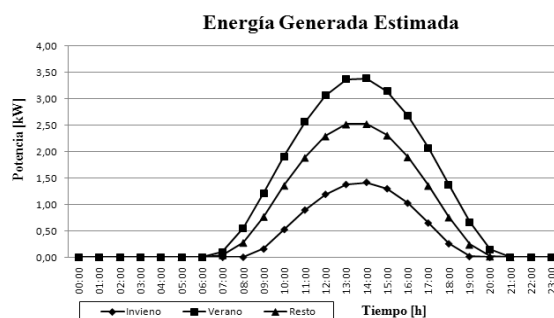


Figura 9: Energía Estimada para una potencia de 3,8 kWp

Las simulaciones presentadas se han calculado sobre la base de obtener: Factores de corrección por inclinación k entre 1,01 y 1,23, rendimientos del sistema FV completo η entre 0,72 y 0,763 y Horas solares pico HSP entre 3,03 y 9,60 h. Se observa en las simulaciones realizadas que se alcanzan picos de potencias de 0,893; 1,785; 2,678 y 3,392 kW respectivamente para las instalaciones de 1; 2; 3 y 3,8 kWp. En la Tabla 2 se resumen las energías diarias calculadas para cada estación del año y potencias pico simuladas. Se han supuesto 120 días para Verano, 90 días para Invierno y 155 días para Resto.

Potencia Instalada [kWp]	Energía generada diaria [kWh/día]			Energía generada anual [kWh/año]
	Verano	Invierno	Resto	
1	6,910	2,315	4,796	1780,930
2	13,820	4,630	9,592	3561,860
3	20,730	6,946	14,388	5342,880
3,8	26,258	8,798	18,225	6767,655

Tabla 2: Valores de energía generada diaria por estación [kWh/día] y anual [kWh/año], por cada potencia instalada.

ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD DE INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS CONECTADAS EN EL SECTOR RESIDENCIAL

En este apartado se ha realizado un análisis de sensibilidad a partir de la información calculada. Si se considera que en una primera etapa no habrá inyección del excedente a la red, por no estar aún las casas formalmente conectadas a la red de distribución, se tienen 2 opciones:

- Generar como máximo hasta la curva de mínima, en el periodo de menor consumo (Día No Hábil en Invierno).
- Generar valores mayores de energía y almacenarla en acumuladores para su uso en otros horarios.

A partir de lo analizado anteriormente se dispone de curvas de energía generada por estación del año y de curvas de consumo típicas por tipo de usuario, tipo de día y estación del año. En las Figuras (10), (11) y (12) se muestran, como ejemplo, las curvas correspondientes para la Tarifa T1-R1, T1-R2 y T1-R3 para los distintos tipos de días y la estación verano, como asimismo las de energía generada en esta estación, que podrían satisfacer como máximo, considerando que no se podría inyectar el excedente a la red.

Basándose en la idea de que surjan recomendaciones para las instalaciones mínimas e indispensables, que permitan reducir consumo y ahorrar costos de instalación, se observa que las potencias instaladas máximas recomendables para las tarifas T1-R1, T1-R2 y T1-R3 son respectivamente 150 Wp, 350 Wp y 750 Wp en verano. Para valores de potencia instalada mayores a estas, significa que no se aprovecharán y más bien hay que inyectarlas a la red cuando las viviendas estén conectadas a las mismas. En las estaciones de invierno y resto las instalaciones estarán sobredimensionadas, pero en función de los valores de radiación disponibles, no superarán la potencia mínima de las curvas de carga, por lo tanto quedan definidas las citadas potencias para todo el año.

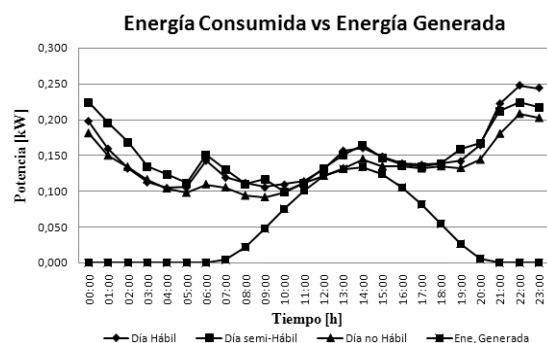


Figura 10: Energía Consumida vs Energía Generada para la estación de verano y Tarifa T1-R1
Potencia pico máxima = 150 W

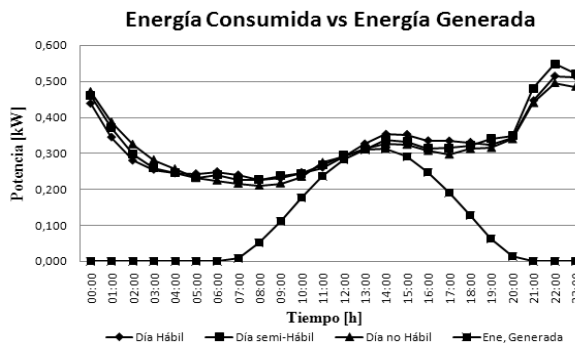


Figura 11: Energía Consumida vs Energía Generada para la estación de verano y Tarifa T1-R2
Potencia pico máxima = 350 W

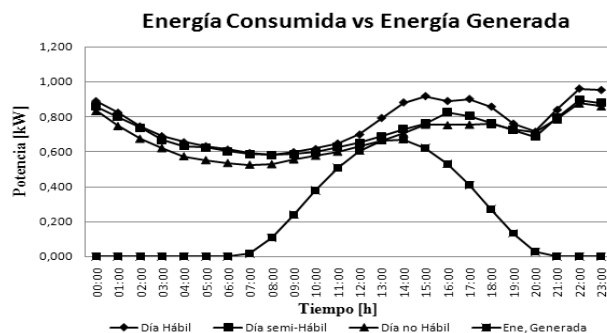


Figura 11: Energía Consumida vs Energía Generada para la estación de verano y Tarifa T1-R3
Potencia pico máxima = 750 W

En la Tabla 3 se muestran las potencias máximas recomendadas como así la energía anual generada por sector tarifario residencial.

Tarifa	Potencia Instalada [Wp]	Energía generada diaria [kWh/día]			Energía generada anual [kWh/año]
		Verano	Invierno	Resto	Año
T1-R1	150	1,037	0,347	0,719	267,143
T1-R2	350	2,419	0,810	1,679	623,333
T1-R3	750	5,183	1,736	3,597	1335,715

Tabla 3: Valores de energía generada diaria por estación [kWh/día] y anual [kWh/año] por cada potencia recomendada.

CONCLUSIONES

En la Provincia de San Juan se viene desarrollando el Proyecto Solar San Juan, y en virtud de ello se están evaluando todos los aspectos técnicos, administrativos, regulatorios y legales que permitan ir logrando la consolidación de la tecnología fotovoltaica en todos sus tópicos, desde la producción de silicio grado solar y hasta la fabricación de paneles fotovoltaicos e inserción de los mismos a nivel residencial, comercial e industrial conectados a red como generación distribuida, como así su utilización en centrales de generación fotovoltaica de envergadura.

Entre las diferentes investigaciones realizadas se ha comenzado en este trabajo realizando un análisis de las curvas típicas de carga del sector residencial según las categorías del cuadro tarifario que rige en la provincia de San Juan, para distintos días típicos y estaciones del año. Asimismo se presentan las curvas de generación típicas para equipos fotovoltaicos de diferentes tamaños a instalar sobre las viviendas, se presenta una fórmula de cálculo de la energía generada diaria y su proyección anual. Con estos valores se realiza un análisis de sensibilidad que permite sugerir los valores máximos de equipos fotovoltaicos a instalar por tipo de tarifa, en principio sin considerar la inyección de excedentes a la red, es decir solo para reducción de consumo interno. Sin embargo, como en etapas siguientes se prevé que el usuario podrá estar conectado a red e ingresar sus excedentes al sistema de distribución, se han calculado y se muestran estos valores excedentes para los casos de contar con instalaciones de 1 kWp, 2 kWp, 3 kWp y 3.8 kWp.

A partir de las consideraciones evaluadas se están realizando investigaciones sobre las alternativas a seguir con los excedentes a inyectar a red, aspectos administrativos y regulatorios en cuanto al uso de la red de la empresa distribuidora, aspectos técnicos en cuanto a reducción de pérdidas y variaciones de potencia activa y reactiva en la red y aspectos legales en cuanto a la definición de un sistema de primas de retribución a usuarios por kWh que se inyecte.

REFERENCIAS

- V.M. Doña, T.J. Strada, A. Hoesé (2008-2009). “Proyecto Solar San Juan: Objetivos y Etapas”. Gobierno de la Provincia de San Juan – Argentina.
- D.H. Pontoriero, M.G. Molina, P.E. Mercado (2009). “Evaluación Técnica y Económica de Generación Híbrida Solar-Eólica en la Provincia de San Juan-Argentina”. Actas del XIII ERIAC, Puerto Iguazú, Argentina.
- J.D. Aguilar, P.J. Perez, J de la Casa, C. Rus. (2004). “Cálculo de la Energía Generada por un Sistema Fotovoltaico Conectado a Red”. Aplicación Docente.
- R. Righini, H. Grossi Gallegos. (2007). “Ángulos Sugeridos para Optimizar la Colección anual de Irradiación Solar Diaria en Argentina sobre planos Orientados al Norte”.
- M. Bellini, M.P. Bonini, M. Dallo, F. Garreta (2005) “Mapa de Recursos Energéticos Alternativos de la República Argentina”. ASADES 2005.
- Biblioteca del Instituto de Energía Eléctrica de la Facultad de Ingeniería de la Universidad Nacional de San Juan. “Mediciones de Radiación realizadas por la estación meteorológica del Instituto de Energía Eléctrica”.
- Biblioteca del Instituto de Energía Eléctrica (FI-UNSJ) (2000). “Campaña de medición: Análisis estadístico de la información”.

ABSTRACT: In the Province San Juan – Argentina is being developed a government Solar Project. In relation to this Project are being conducted various studies and investigations to be resolving administrative, technical, regulatory and legal aspects for the purpose of going founding the basis for growth of the photovoltaic technology.

On those grounds, the progress made in the analysis of the integration of photovoltaic systems connected to the electricity distribution network in the residential sector are presented in this paper. It focuses on the use of photovoltaic systems connected in parallel to the electric grid, where the user partially reduced their daily energy consumption.

It initially presents an analysis of typical load curves of the residential sector, an analysis of proposed photovoltaic systems for houses and the calculation of his generation, and finally a sensitivity analysis that allows to recommend the maximum values of photovoltaic systems to install for each tariff, at an early stage where it is considered that the surplus generated is not injected to the network.

Keywords: Distributed Generation, Photovoltaic System, Radiation, Typical Load Curve, Photovoltaic Energy.